

Potencial de integração de energia fotovoltaica em redes isoladas com geradores a diesel

Elaborado por:
Pau Farrés Antúnez

Para:
**Agência de Cooperação
Técnica Alemã – GIZ**
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Agosto 2013



Por meio de:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Potencial de integração de energia fotovoltaica em redes isoladas com geradores a diesel

Autor: Pau Farrés Antúnez

Para: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Programa: Programa Energia, GIZ Brasil

No do Programa: ProFREE II: 12.2478.1-001.00

Coordenação: Thiago Ivanoski Teixeira (Empresa de Pesquisa Energética - EPE),
Johannes Kissel (GIZ),
Tháíse Kermer (GIZ).

Agosto 2013

Informações Legais

1. Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelo(s) autor(es). No entanto, erros com relação ao conteúdo não podem ser evitados. Consequentemente, nem a GIZ ou o(s) autor(es) podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto ou indireto resultante do uso ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou direta ou indiretamente resultante dos erros, imprecisões ou omissões de informações neste estudo.
2. A duplicação ou reprodução de todo ou partes do estudo (incluindo a transferência de dados para sistemas de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida, desde que a GIZ seja citada como fonte da informação. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento escrito da GIZ.

Conteúdo

1. Introdução e objetivos	1
2. Avaliação do recurso solar	2
3. Cenário 1 - Sistemas com até 300 kW de demanda anual máxima	5
3.1. Fundamentos técnicos	5
3.2. Descrição das premissas para simulação	7
3.3. Resultados da simulação	9
4. Cenário 2 - Sistemas acima de 300 kW de demanda anual máxima	14
4.1. Fundamentos técnicos	14
4.2. Descrição das premissas para simulação	15
4.3. Resultados da simulação	17
5. Conclusões e Recomendações	20
6. Referências	22
ANEXO I – Premissas e parâmetros das simulações	23

1. Introdução e objetivos

A geração elétrica nos Sistemas Isolados brasileiros é, atualmente, realizada na sua absoluta maioria através de geradores termelétricos, normalmente movidos a diesel. Os Sistemas Isolados contêm um amplo universo de localidades com tamanho e demanda energética muito diversos.

Como exemplo, um Projeto de Referência da Eletrobras Amazonas Energia que é relativamente recente apresenta o atendimento de uma parcela dos seus sistemas isolados em 33 localidades através de usinas termelétricas, 1 delas movida a gás natural e as 32 restantes movidas a diesel. Das 33 localidades do projeto, a menor tem uma previsão de demanda máxima de 39 kW, em 2019, e a maior (com usina movida a gás natural) tem uma previsão de demanda máxima de 19 MW, para o mesmo ano. A maior das localidades que é abastecida com uma usina movida exclusivamente a diesel tem uma previsão de 18 MW.

Na maioria dessas localidades, devido às dificuldades de transporte, o preço do diesel é muito elevado¹, enquanto o recurso solar disponível pode ser usado para obter uma considerável economia no consumo de combustível.

O objetivo do presente trabalho é estudar o potencial de integração da energia fotovoltaica nas redes elétricas dos sistemas isolados, demonstrando a viabilidade econômica dos sistemas híbridos FV-Diesel e apresentando suas principais características, em função do tamanho do sistema e do preço do combustível no local.

Para atingir este fim, será usado como ferramenta principal o software de simulação de sistemas de geração híbridos HOMER² (v 2.68). Dois cenários diferentes serão apresentados, considerando cada um deles como representativo de muitos outros sistemas dentro da sua ampla faixa de potência e energia. O primeiro cenário representará sistemas que comecem na dezena de kW e terminem em aproximadamente 300 kW de demanda anual máxima (faixa de maior comercialização de sistemas FV-Diesel com bateria e inversor formador de rede). O segundo cenário representará sistemas a partir de 300 kW de demanda anual máxima, onde a solução FV-Diesel sem banco de baterias é mais comum.

¹ Projetos de Referência recebidos na EPE declaram preços do combustível diesel que podem chegar, eventualmente em casos extremos, acima de 9 R\$/l.

² Para fins de consistência de notação numérica entre o texto e os diagramas, alguns deles extraídos do software HOMER, neste trabalho será usada a notação norte-americana de pontos e vírgulas para indicar, respectivamente, decimais e milhares.

2. Avaliação do recurso solar

Qualquer projeto que contemple o aproveitamento da energia solar deveria começar por obter conhecimento sobre o recurso disponível no local do empreendimento, ainda que seja um valor estimado. Para a tecnologia fotovoltaica, o parâmetro relevante que deve ser conhecido é a Irradiação Global Horizontal.

Tecnicamente, a melhor maneira de conseguir esta informação (i.e. com a máxima precisão) é mediante a coleta de dados com uma estação solarimétrica. Entretanto, o investimento e a manutenção de uma estação solarimétrica acarretam custos que podem ser consideráveis para empreendimentos fotovoltaicos de pequeno porte. Além disto, obter um histórico de medições suficientemente longo para determinar a variação interanual do recurso poderá demorar entre 5 e 10 anos, obrigando, na maioria dos casos, a correlacionar os dados da estação com um histórico de dados por satélite.

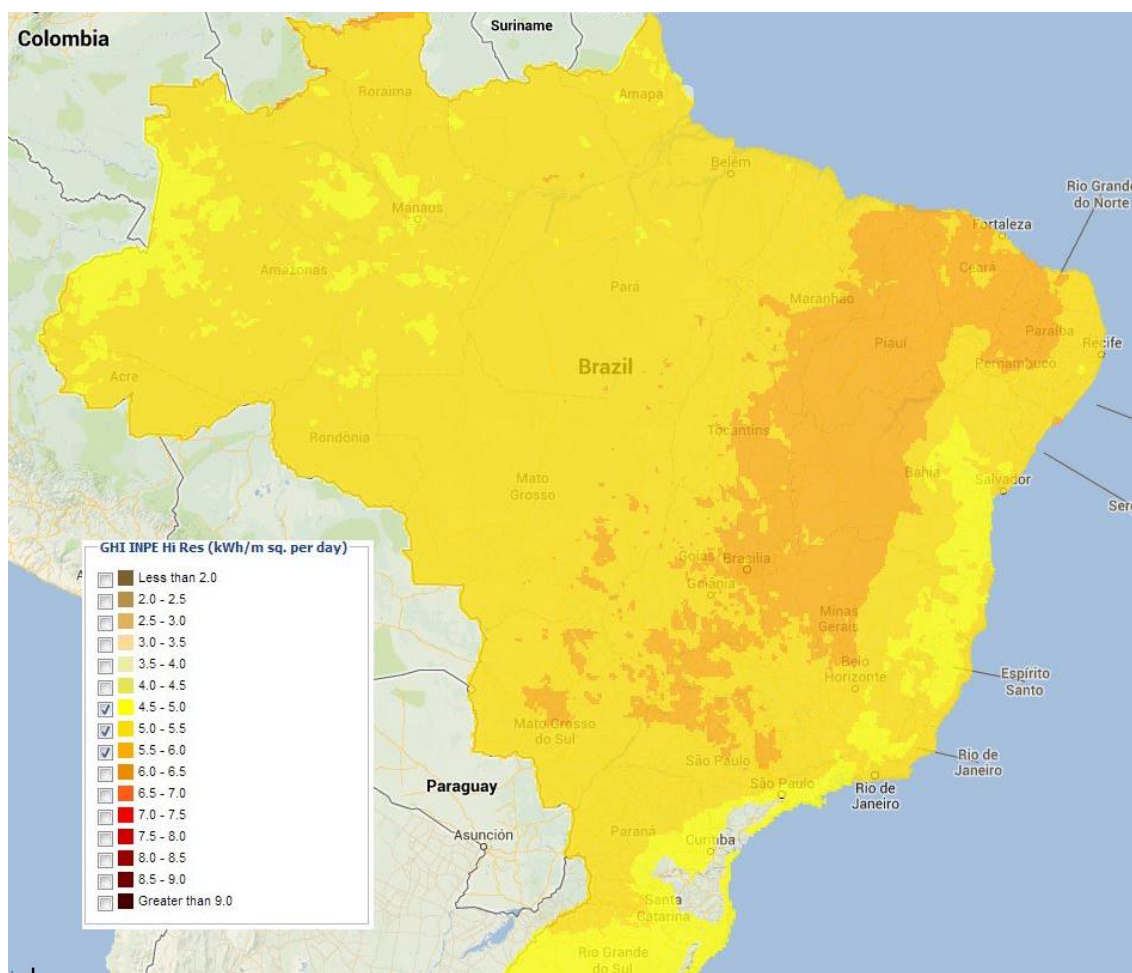


Figura 1 – Irradiação Global Horizontal no Brasil, em kWh/m²/dia (média anual). A maioria absoluta do país (amarelo escuro e laranja) apresenta uma irradiação média acima de 5.0. Na região onde se encontra a maioria dos sistemas isolados, a irradiação é sempre acima de 4.5 kWh/m²/dia. Fonte: Projeto SWERA, com dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.

Para os casos que serão estudados no presente documento, i.e. redes isoladas com geração a diesel com nova integração de energia fotovoltaica, não é imprescindível um conhecimento detalhado do recurso solar (p.ex. histórico de dados horários de medição), pois o parâmetro mais importante é a média anual da Irradiação Global Horizontal ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$). Isto é especialmente válido para os Sistemas Isolados no norte do país, nos quais, pelo fato de serem localizados perto da linha do equador, a radiação solar apresenta uma grande homogeneidade ao longo do ano.

Ressalta-se que, pelo fato de serem sistemas híbridos onde a geração térmica convencional sempre terá a capacidade de suprir o 100% da carga, um erro na estimativa do recurso solar somente modificará (levemente) a economia do combustível obtida ao longo do ano graças à contribuição da geração fotovoltaica. Assim, para os projetos que são objeto do presente documento, recomenda-se o uso de dados históricos por satélite para fins de avaliação da irradiação global horizontal.

Entre os diversos bancos de dados e modelos por satélite disponíveis internacionalmente, destaca no Brasil o Atlas Brasileiro de Energia Solar, parte do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), que faz uso dos dados solarimétricos do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). A Figura 1 mostra a média anual da Irradiação Global Horizontal no Brasil, de acordo com este Atlas.

Segundo a Figura 1, a maioria absoluta do país (amarelo escuro e laranja) apresenta uma irradiação média acima de $5.0 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. No norte do Brasil, a irradiação média é sempre acima de $4.5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. Estas informações são corroboradas igualmente pelos dados de satélite do NREL (National Renewable Energy Laboratory) e da NASA (National Aeronautics and Space Administration), disponíveis no site: <http://maps.nrel.gov/SWERA>.

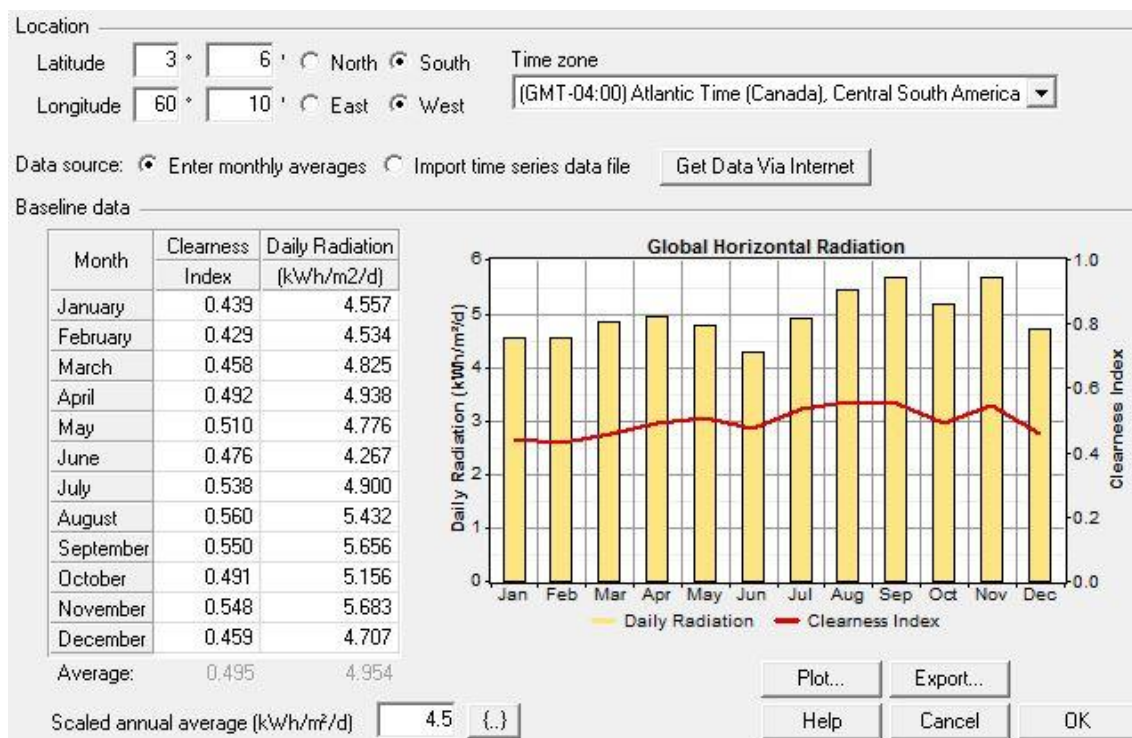


Figura 2 – Dados mensais da Irradiação Global Horizontal ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) pelas coordenadas da cidade de Manaus, de acordo com o atlas do projeto SWERA. Os dados foram introduzidos no software HOMER e normalizados para uma média de $4.5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ (a média original era de $4.95 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$).

Para fins das simulações que serão realizadas no presente estudo, o valor de $4.5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ será tomado como padrão para a média anual da Irradiação Global Horizontal. Assim, este deverá ser considerado um parâmetro conservador que evitará a sobrevalorização da contribuição fotovoltaica dos projetos. Também para fins de simulação serão assumidas as coordenadas geográficas da cidade de Manaus (AM), que servirão para estabelecer a sazonalidade mensal do recurso solar, segundo os dados do projeto SWERA, sem que isto tenha um impacto relevante nos resultados globais das simulações. Os dados usados são apresentados na Figura 2.

3. Cenário 1 - Sistemas com até 300 kW de demanda anual máxima

3.1. Fundamentos técnicos

Os Sistemas Híbridos que combinam geração Fotovoltaica e Diesel, integrados através de um Banco de Baterias e um Inversor Formador de Rede (IFR – também conhecido como Inversor de Bateria), representam uma opção adequada e reconhecida para redes isoladas de até, aproximadamente, 300 kW de demanda máxima.

Este limite de potência tem como referência a oferta tecnológica mais comumente encontrada no mercado³, sem descartar a possibilidade de projetar especialmente sistemas de maior porte, ou que em poucos anos o limite de demanda máxima mais comum possa aumentar rapidamente, devido à necessidade de suprir sistemas cada vez maiores com a opção tecnológica considerada.

Como exemplo de algumas das configurações destes sistemas, apresentam-se na Figura 3 e na Figura 4 os conceitos de sistema híbrido de dois fabricantes reconhecidos:

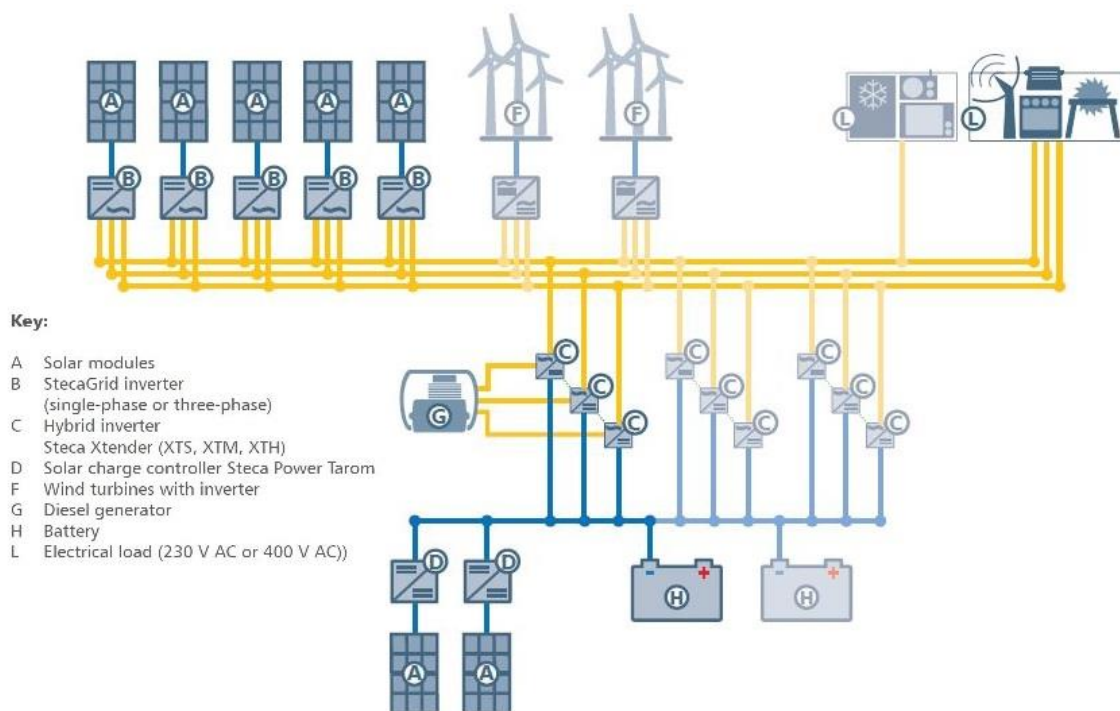


Figura 3 – Sistema Híbrido de três fases, segundo o conceito da STECA (2013).

³ STECA e STUDER oferecem, atualmente, soluções de eletrificação com sistemas híbridos FV-Diesel para sistemas isolados de até 72 kW. SMA coloca esse limite em 300 kW de demanda máxima.

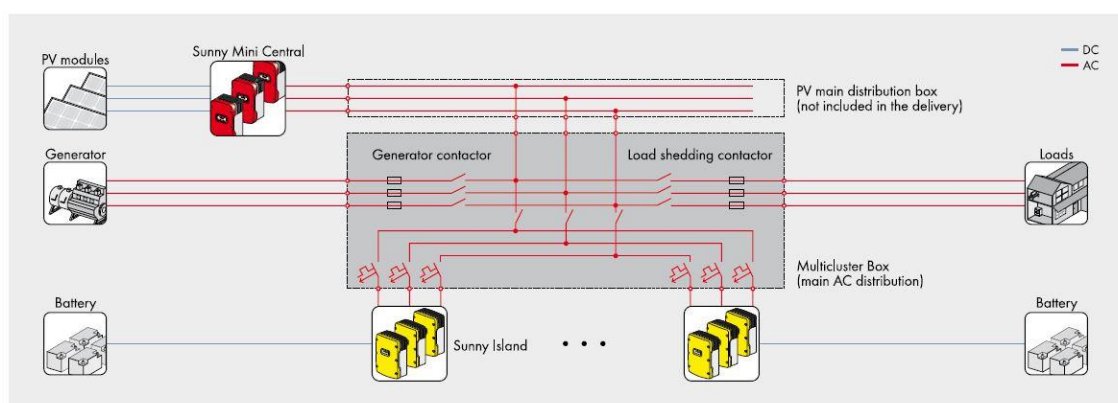


Figura 4 – Sistema híbrido de três fases, segundo o conceito da SMA (2013).

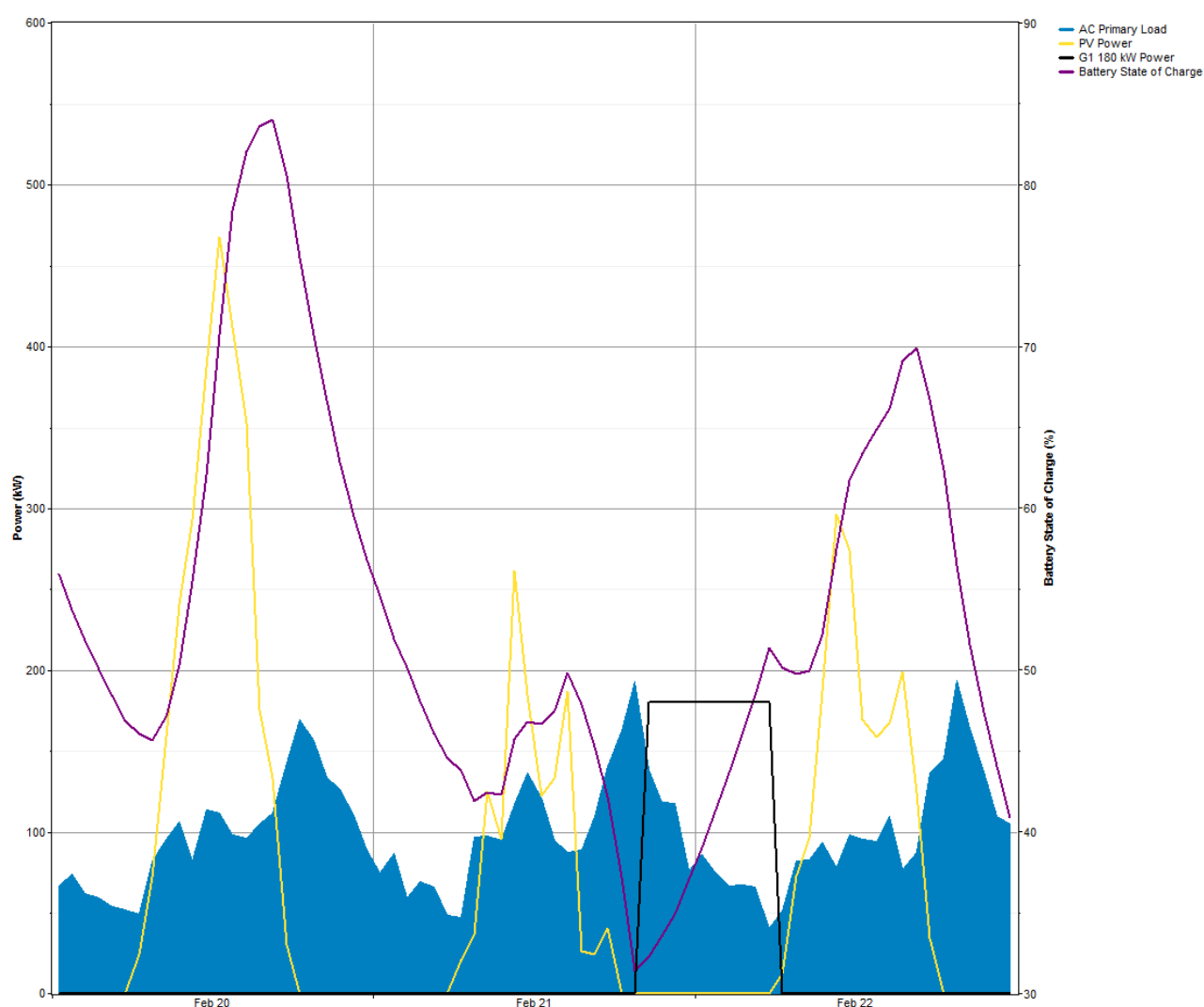


Figura 5 – Funcionamento do sistema híbrido FV-Diesel com banco de baterias, em função da radiação solar e da curva de carga. Nessa simulação, o gerador diesel foi programado para ser ligado quando o estado de carga da bateria atinge 30%, e desligado quando a mesma recupera o 50%. Fonte: Simulação HOMER.

Nestes sistemas, é ainda possível adicionar outras fontes energéticas para máximo aproveitamento do potencial local, como geradores eólicos ou turbinas hidrocinéticas. Também é possível conectar os geradores fotovoltaicos parcial ou totalmente no barramento CC (junto

com a bateria, através de um controlador de carga) e/ou no barramento CA (através de um inversor fotovoltaico).

É importante ressaltar que o IFR, como o seu nome indica, é quem cria a rede e quem controla a geração dos diversos contribuintes para igualar, em qualquer instante, a geração com a demanda. Quando o gerador diesel se encontra desligado, o IFR usa o banco de baterias para fornecer as cargas diretamente ou para compensar as flutuações da geração fotovoltaica. Quando tem mais produção fotovoltaica no barramento CA do que consumo, o IFR atua como retificador para recarregar o banco de baterias. O banco de baterias também pode ser recarregado com os geradores a diesel em períodos de baixa demanda, permitindo a eles operarem a potência nominal. A Figura 5 apresenta, como exemplo, o funcionamento dos principais elementos dum sistema híbrido determinado ao longo de três dias.

Em função de diferentes variáveis, especialmente o preço do combustível versus o preço do gerador fotovoltaico e das baterias, ou o objetivo de redução de combustível, o gerador FV pode ser um pequeno contribuinte ou virar a fonte principal do sistema, deixando o gerador a diesel como *back-up* para situações de radiação solar extremamente baixa ou consumo anormalmente elevado.

3.2. Descrição das premissas para simulação

A Figura 6 mostra um esquema da configuração dos equipamentos selecionados, e a Figura 7 apresenta uma descrição das características da curva de carga a ser atendida no Cenário 1. No ANEXO I aparecem o resto dos parâmetros econômicos e técnicos usados na simulação.

O objetivo da simulação é achar as características do sistema mais adequado para atender as necessidades de energia elétrica do presente cenário. Para atingir este fim, são consideradas diferentes possibilidades:

- Atendimento usando exclusivamente os geradores a diesel (situação mais comum na maioria dos Sistemas Isolados brasileiros);
- Atendimento através dos geradores a diesel e uma parcela variável de geração fotovoltaica, no barramento CA e sem banco de bateria; e
- Atendimento através dos geradores a diesel, uma parcela variável de geração fotovoltaica no barramento CC (Figura 6), e três níveis possíveis de banco de bateria, com autonomias de 12h, 24h, e 36h. Neste caso é considerado um IFR de 220 kW.

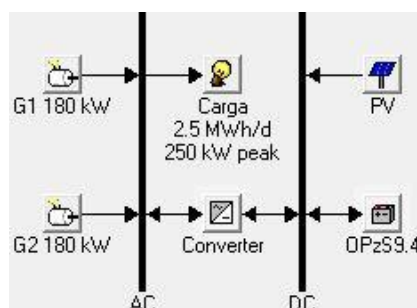


Figura 6 – Esquema da configuração FV-Diesel-Bateria para a simulação do Cenário 1, com o software HOMER (o gerador a diesel de reserva não foi incluído na configuração técnica da simulação, para maior simplicidade, mas sim no cálculo econômico).

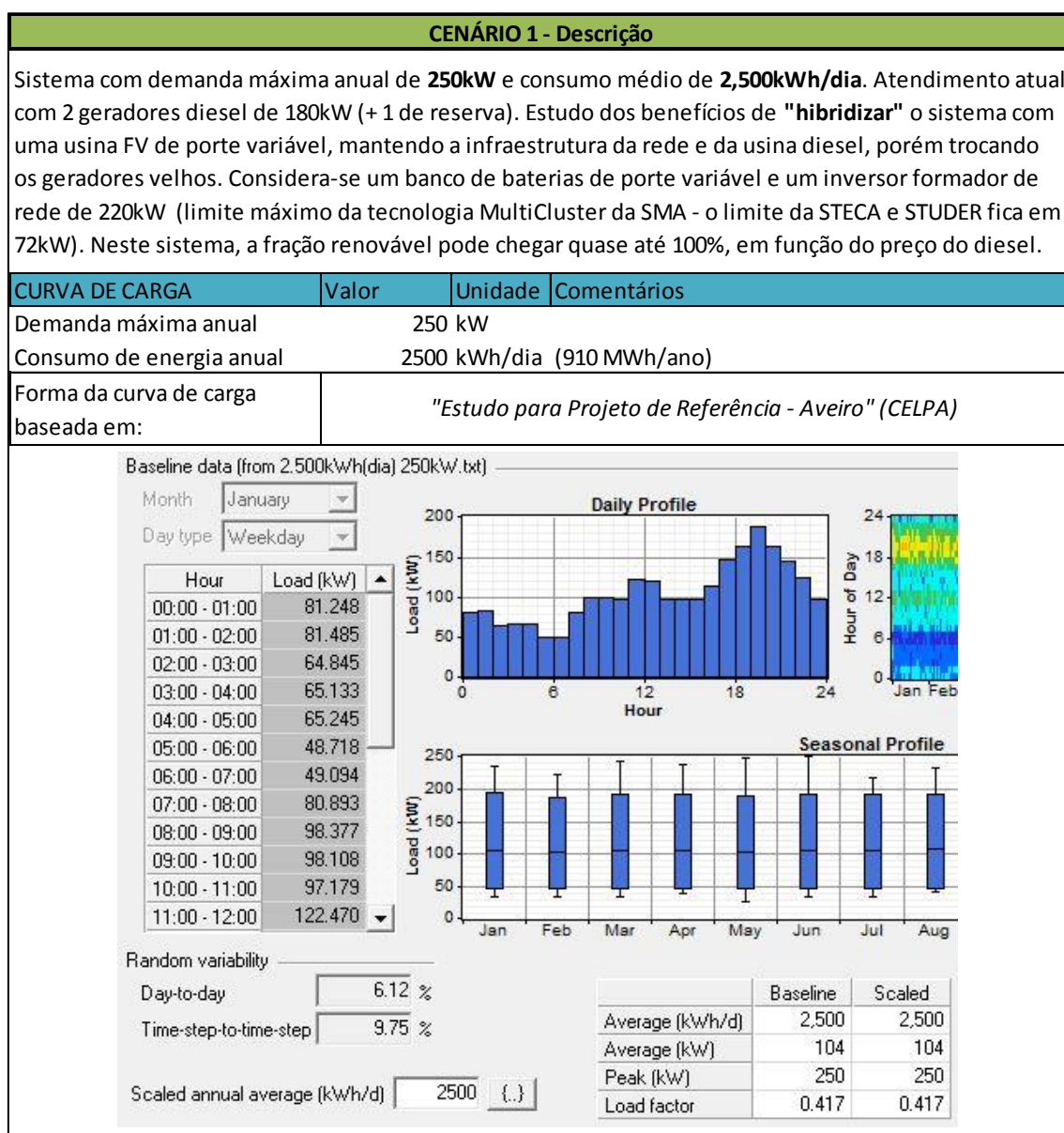


Figura 7 – Descrição do cenário 1, contendo a curva de carga usada para fins de simulação com o software HOMER.

Destaca-se que, ainda que o software HOMER não seja, atualmente, capaz de simular uma parte da geração fotovoltaica no barramento CA e outra no barramento CC, a mistura das duas configurações pode ser usada em alguns casos para obter uma maior eficiência, sendo que os geradores no barramento CA são mais eficientes quando atendem diretamente as cargas (neste caso, durante as horas de sol), enquanto os geradores no barramento CC carregam as baterias sem necessidade de transformação CC/CA, para uso da energia à noite. Nesta simulação, foi priorizada a geração fotovoltaica no barramento CC para os sistemas com banco de baterias, porque o pico da curva de carga acontece de noite.

Vale a pena lembrar que, de acordo com o apresentado no capítulo 2, "Avaliação do recurso solar", foi usado o valor de 4.5 kWh/m²/dia para a irradiação global horizontal.

3.3. Resultados da simulação

Os resultados da simulação sobre o cenário 1 se encontram resumidas nos seguintes diagramas, da Figura 8 até a Figura 12.

A Figura 8 apresenta o preço da Energia obtido pelos diferentes sistemas, em função do preço efetivo do diesel no local. Enquanto a configuração do sistema “Puro diesel” é estática, o mesmo não é certo para os demais sistemas (ver Figura 9), pois a potência ótima do gerador fotovoltaico é função do preço do diesel e, portanto, função do ganho conseguido com a economia de combustível. Entretanto, a capacidade energética do banco de baterias foi fixada para cada sistema. Em todas as figuras, as linhas descontínuas verticais e as setas horizontais indicam a faixa na qual um determinado “tipo” de sistema se mostra vantajoso economicamente. Como exemplo, para uma localidade onde o preço efetivo do diesel seja de 6.0R\$/l, um sistema “Puro Diesel” obterá um preço da energia de 2.54R\$/kWh, enquanto o sistema “PV-Diesel 24h Aut.”, com uma potência fotovoltaica de 900kWp, obterá um preço de 1.87R\$/kWh, i.e. 26% menor. Para o extremo de 10.0R\$/l, a economia chegaria até um 46% do valor original.

O sistema “PV-Diesel 0h Aut.” representa um sistema híbrido Diesel-Fotovoltaico sem banco de baterias nem IFR, onde os painéis fotovoltaicos injetam energia na rede através de inversores fotovoltaicos. Neste sistema, os geradores a diesel são os responsáveis para formar a rede, e no mínimo um deles sempre deve encontrar-se em operação. Assim, o gerador fotovoltaico tem a finalidade de reduzir o consumo de combustível exclusivamente durante as horas de sol, sem influir no pico da curva de carga, que acontece de noite de acordo com as premissas adotadas.

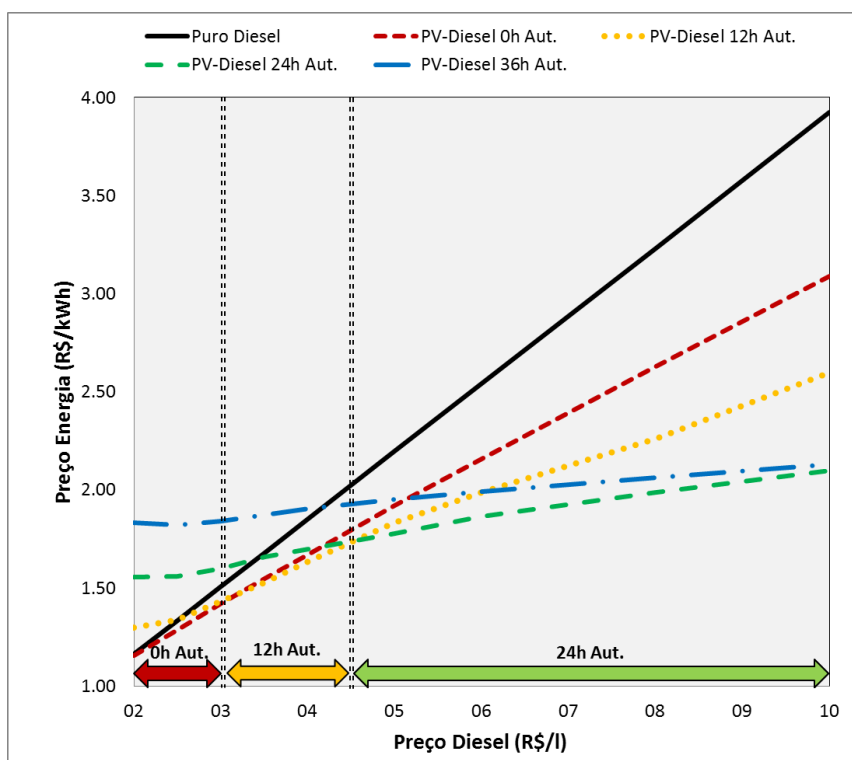


Figura 8 – Preço da Energia obtido por diferentes sistemas nas condições do cenário 1, em função do preço efetivo do diesel no local; as setas horizontais na parte inferior do diagrama indicam a faixa na qual um determinado “tipo” de sistema se mostra vantajoso economicamente.

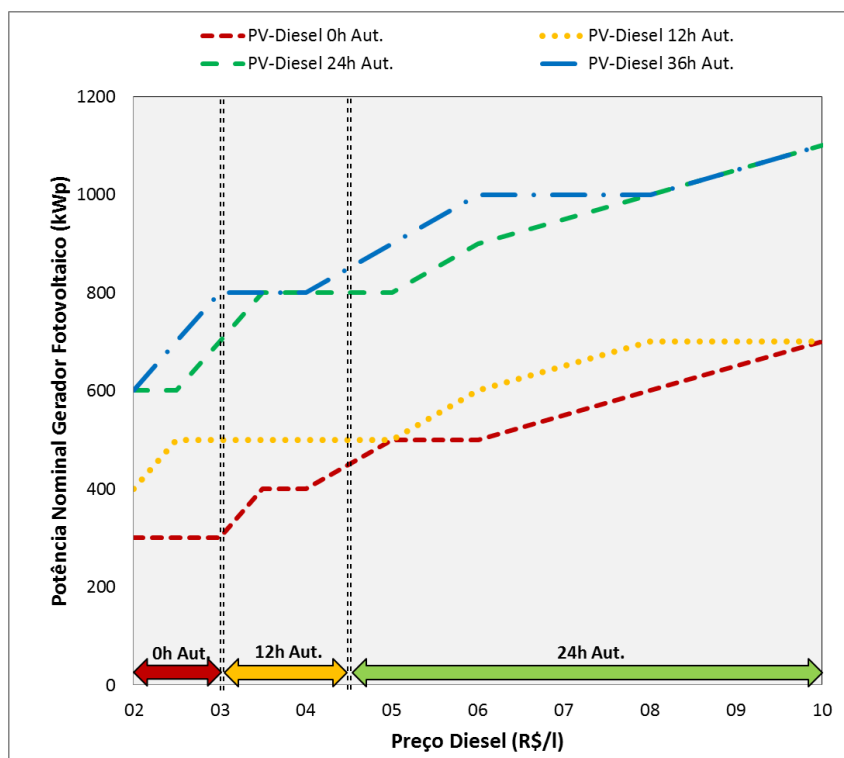


Figura 9 – Potência Nominal otimizada do Gerador Fotovoltaico em função da configuração do banco de baterias e do preço do combustível no local.

Segundo os resultados apresentados nos diagramas Figura 8 e Figura 9, o sistema “PV-Diesel 0h Aut.”, com uma Potência Nominal⁴ do gerador fotovoltaico de 300 kWp, obterá a máxima economia global ao longo dos 25 anos de projeto sempre que o preço do diesel no local seja entre 2.0 e 3.0 R\$/l. Entre 3.0 e quase 5.0 R\$/l, já é vantajoso um sistema híbrido que contemple a instalação de banco de baterias, tendo este uma autonomia de 12h e um gerador fotovoltaico maior, de 500 kWp. Para locais com preços do diesel ainda mais altos, a partir de aproximadamente 5 R\$/l, um sistema com ainda maior parcela de geração fotovoltaica se mostra vantajoso economicamente: 24h de autonomia e potência fotovoltaica entre 800 kWp e 1100 kWp.

Cabe ressaltar que a Autonomia é definida como o tempo médio que o banco de baterias é capaz de fornecer a totalidade da carga elétrica sem ajuda de nenhum outro gerador, considerando a profundidade de descarga máxima do banco (70% para a presente simulação). No cenário considerado, 12h de Autonomia correspondem a uma capacidade energética de ao redor de 1800 kWh, de acordo com a expressão:

$$Capacidade\ Bateria\ [kWh] = \frac{Demanda\ [kW_{médio}] \cdot Autonomia[h]}{Profundidade\ Descarga} = \frac{104\ kW_m \cdot 12h}{0.7} = 1800\ kWh$$

Assim, 24h correspondem a 3600 kWh, e 36h a 5400 kWh, no sistema considerado.

⁴ A injeção efetiva de energia elétrica pelo gerador fotovoltaico dependerá não somente da sua potência nominal e da irradiação solar, mas também das diferentes perdas da usina fotovoltaica, desde o desempenho dos painéis até a conexão com a rede. O fator acumulado dessas perdas é conhecido como “derating factor”. Na presente simulação foi considerado um derating factor de 0.68 como valor médio ao longo dum horizonte de 25 anos, conforme as premissas apresentadas na Tabela 5 (no ANEXO I – Premissas e parâmetros das simulações).

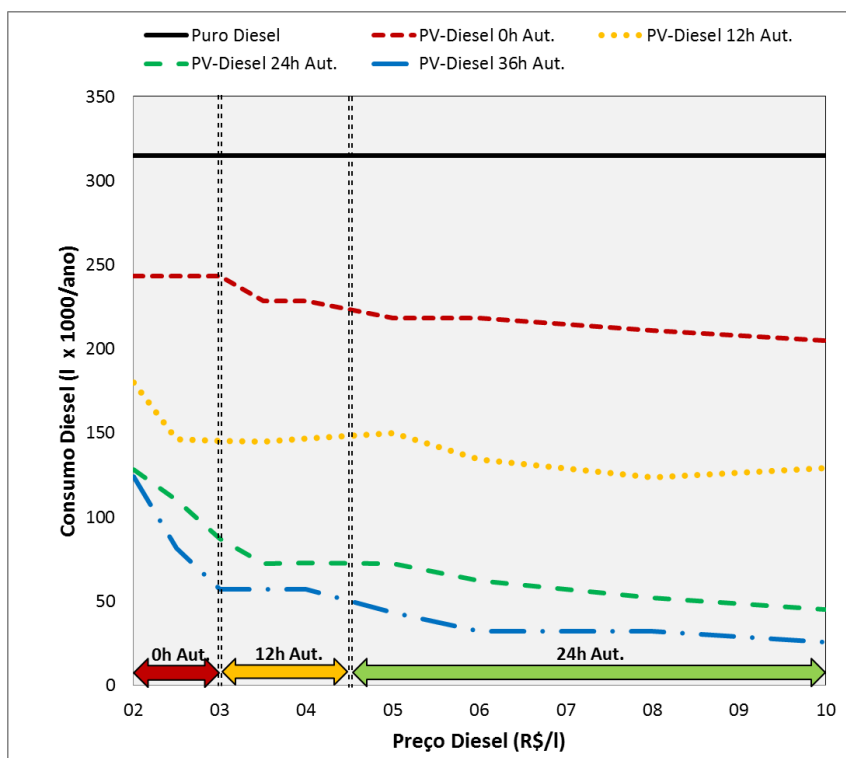


Figura 10 – Consumo de combustível (em milhares de litros por ano) de cada tipo de sistema, de acordo com os valores da Potência Nominal do Gerador Fotovoltaico, apresentados na Figura 9.

Na Figura 10 são apresentadas as estimativas de consumo de combustível para os mesmos sistemas. O sistema “PV-Diesel 24h Aut.”, na faixa de preço de combustível em que se mostra mais vantajoso, obtém uma relevante economia de diesel, chegando a valores de somente 25% ou até 15% do consumo de combustível de um sistema sem contribuição fotovoltaica. Nesse sentido, vale a pena destacar a menor dependência que os sistemas híbridos têm sobre o preço do diesel, que é altamente variável com o tempo⁵ e que aumentou consideravelmente nas últimas décadas, devido ao esgotamento gradual deste recurso fóssil a nível mundial. Para fins da presente simulação, o preço do diesel foi considerado constante ao longo do tempo, o que favorece as estimativas de preço dos sistemas com menor contribuição da fonte fotovoltaica.

A Figura 11 toma como base os diagramas da Figura 9 e da Figura 10 e resume a evolução das características do “sistema mais econômico” em cada faixa do preço do diesel, apresentando por um lado a configuração do sistema (autonomia do banco de baterias e potência do gerador fotovoltaico), e por outro lado o consumo de combustível.

Outro dado interessante do ponto de vista técnico, e que pode ser útil para o dimensionamento das usinas fotovoltaicas, é a relação mais adequada entre a capacidade do banco de baterias e a potência do gerador fotovoltaico. A Figura 12 mostra este parâmetro para os sistemas que se mostram mais econômicos em cada faixa do preço do diesel. O parâmetro é expresso em termos de kWh/kWp, onde é importante ressaltar que os kWh representam a capacidade útil do banco de baterias, que, no caso do cenário considerado, é 70% da capacidade nominal. O valor oscila ao redor de uma média de 2.8 kWh/kWp em função da faixa.

⁵ Dados da *Energy Information Administration* indicam um pico de 70\$ (USD) por barril de óleo cru em 1981, um mínimo de 20\$ em 1998 e um pico de 90\$ em 2008, em \$ de 2009 constantes (T. Geil, 2010).

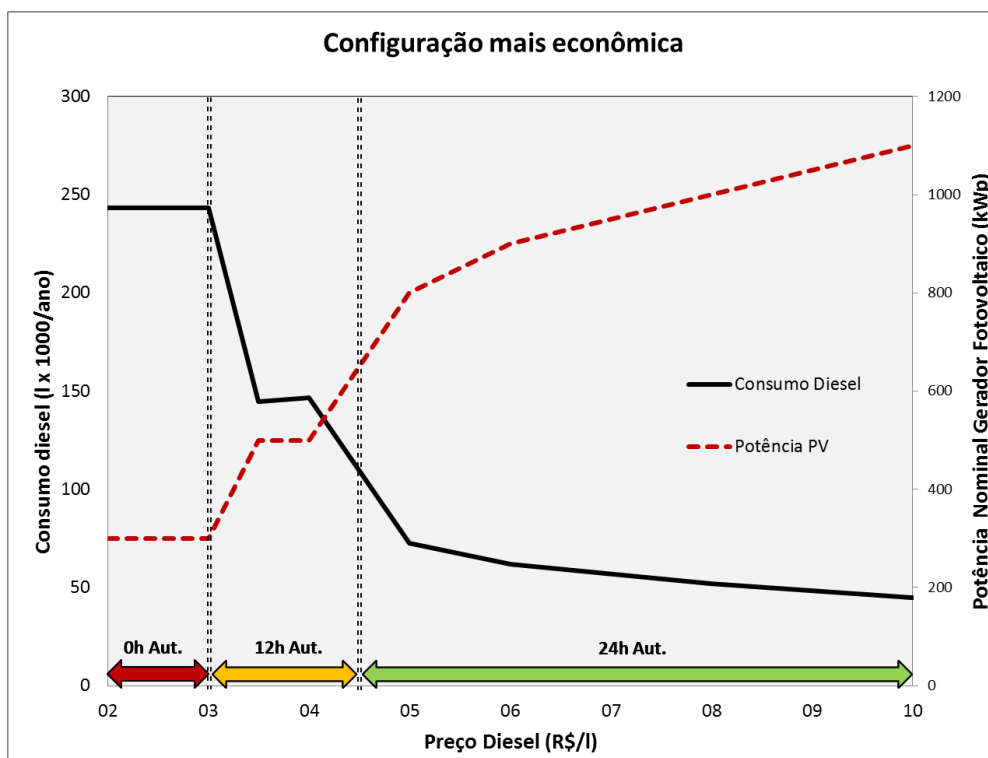


Figura 11 – Consumo de combustível (em milhares de litros por ano) obtido pelo sistema mais econômico em cada faixa de preço do diesel, e potência nominal do gerador fotovoltaico nas mesmas faixas.

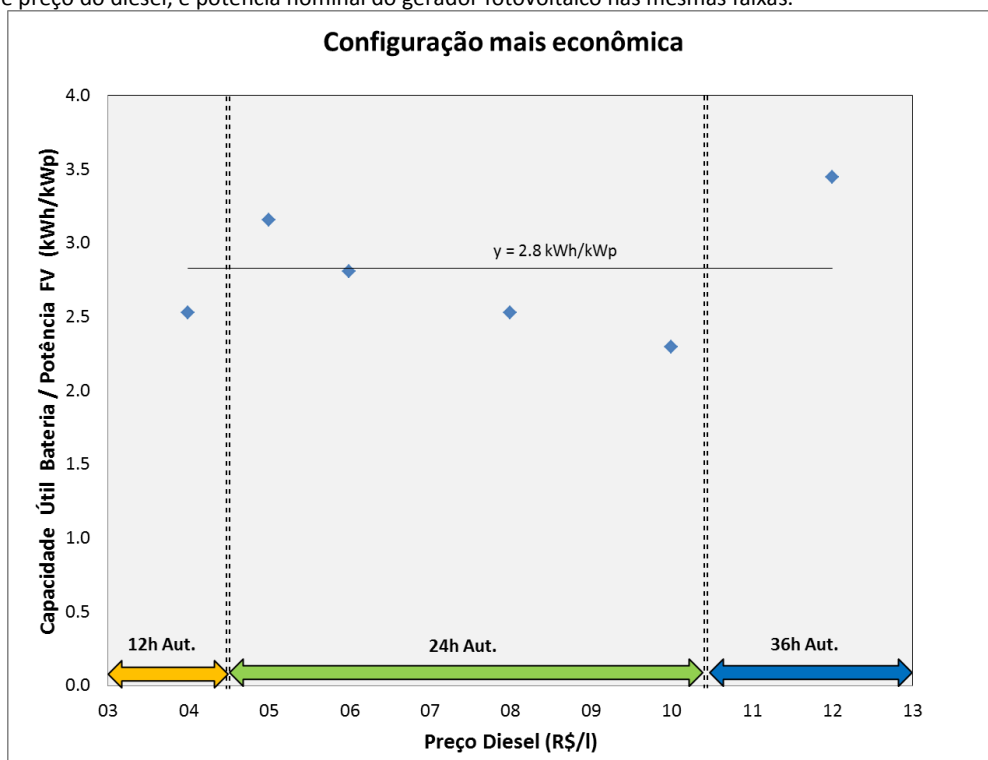


Figura 12 – Relação entre a capacidade útil do banco de baterias⁶ e a potência nominal do gerador fotovoltaico, em kWh/kWp, dos sistemas que obtiveram o menor preço da energia em cada faixa do preço do diesel.

⁶ A capacidade útil do banco de baterias, em kWh, é essa capacidade que pode ser efetivamente usada antes de se ativar a proteção de baixo estado de carga. Na simulação, a proteção foi selecionada em 30%

Finalmente, a Tabela 1 apresenta um resumo dos resultados mais relevantes obtidos pela simulação do Cenário 1. Enquanto as colunas “Potência Fotovoltaica” e “Consumo de Combustível” são apresentadas em valores absolutos e dependem do tamanho da localidade a ser atendida, o resto de colunas mostra indicadores em valores específicos ou em termos temporais (“Autonomia do Banco de Baterias”), que podem ser facilmente extrapolados para outros sistemas híbridos independentemente do seu tamanho.

Tabela 1 – Resumo dos resultados obtidos de acordo com as premissas da simulação do Cenário 1. A configuração mais econômica do sistema gerador e diferentes índices técnicos são apresentados, em função do preço do diesel no local.

Faixa preço Diesel (R\$/l)	Autonomia Banco Baterias (h)	Potência Fotovoltaica (kWp)	Consumo Combustível (lx1000/ano)	Índice Bateria/FV (kWh/kWp)	Índice FV/Carga (kWp/kW _{médio})	Índice Combustível (lx1000/ano/kW _{médio})
>2	0	0	315	-	-	3.0
2-3	0	300	245	-	2.9	2.4
3-5	12	500	145	2.5	4.8	1.4
5-10	24	800 - 1100	70 - 45	3.2-2.3	7.7-10.6	0.7 – 0.4
>10	36	≥ 1100	≤ 25	≤ 3.4	≥ 10.6	≤ 0.25

do estado de carga. Portanto, a capacidade útil corresponde a 70% da capacidade nominal do banco de baterias.

4. Cenário 2 - Sistemas acima de 300 kW de demanda anual máxima

4.1. Fundamentos técnicos

Para sistemas que são grandes demais (segundo a tecnologia de mercado atual) para viabilizar que um inversor de bateria seja quem crie a rede e subordine os geradores a diesel, ainda existe a possibilidade de implantar sistemas Diesel-Fotovoltaico sem banco de baterias. Os diagramas Figura 13 e Figura 14 apresentam os conceitos deste tipo de sistema híbrido de dois fabricantes conhecidos.

Nesses sistemas, os geradores a diesel formam a rede e são os principais fornecedores de energia, sendo que a geração fotovoltaica fica restrita a uma parte da curva de carga, durante as horas de sol (ver Figura 15). A economia de combustível máxima que pode ser obtida com esses sistemas é mais limitada do que nos sistemas com banco de baterias, e depende fortemente da forma da curva de carga. Além disso, é imprescindível que sempre fique um gerador diesel ligado, em carga parcial⁷, para formar a rede e compensar as flutuações da geração fotovoltaica. Segundo a empresa Donauer, a economia do combustível pode chegar até 40% nos casos mais favoráveis. Para manter a operabilidade do sistema, o sistema “Fuel Save Controller” da SMA permite que a potência instalada do gerador fotovoltaico seja de até 60% da potência dos geradores diesel, valor que será usado para realizar a simulação.

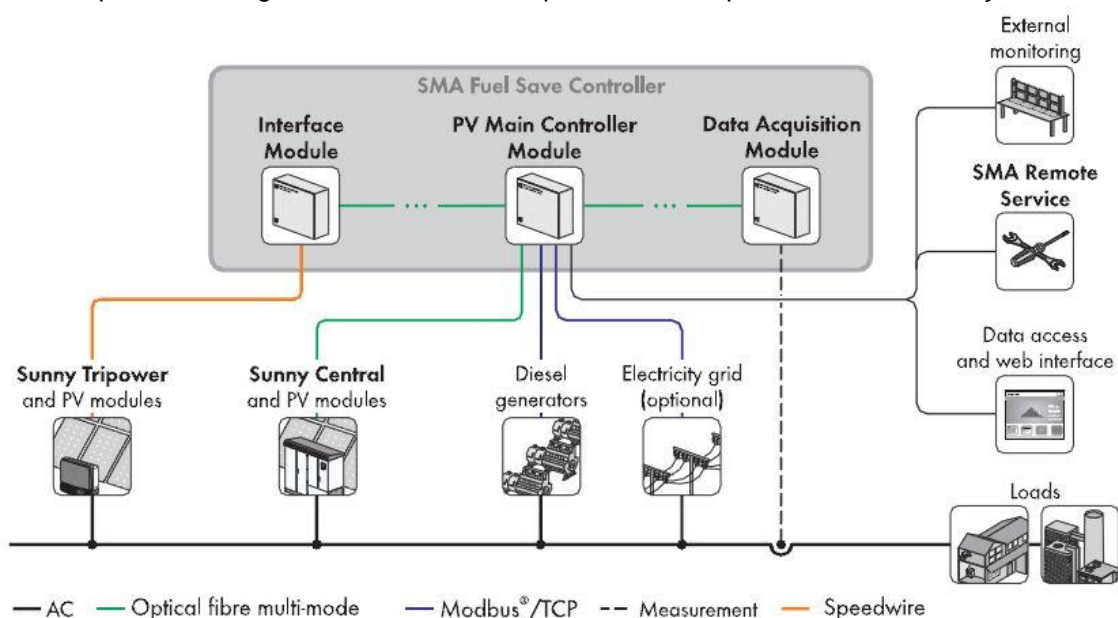


Figura 13 – Conceito de sistema FV-Diesel de grande porte sem banco de baterias, segundo a SMA (2013).

⁷ É comum que os geradores a diesel apresentem uma carga parcial mínima de ao redor do 30% da potência nominal.

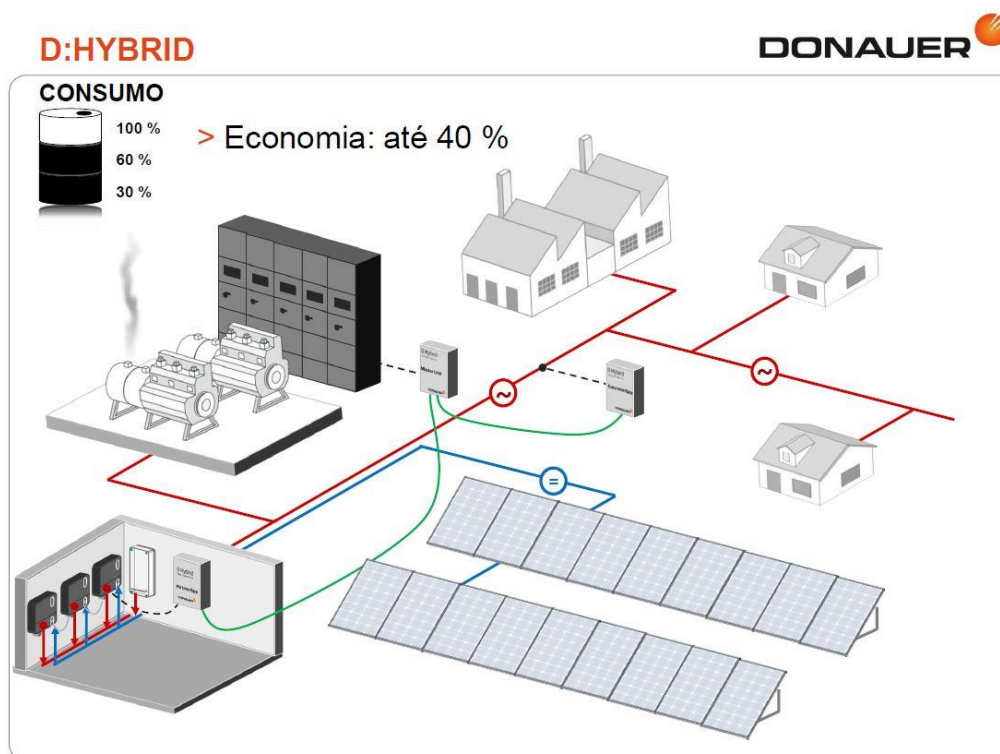


Figura 14 – Conceito de sistema FV-Diesel de grande porte sem banco de baterias, segundo a Donauer (2013).

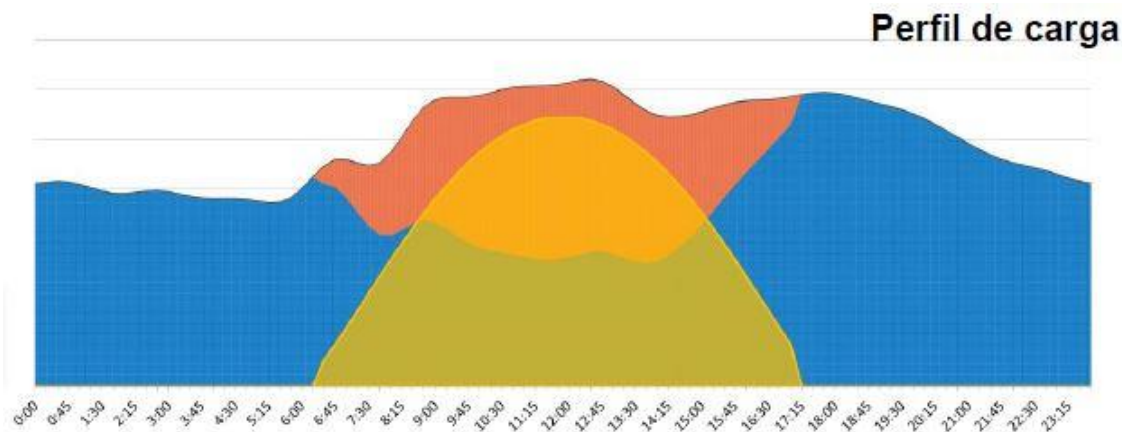


Figura 15 – Perfil da curva de carga, apresentando a parcela do atendimento pelos geradores a diesel (azul), pelos geradores fotovoltaicos (amarelo), e a economia de diesel obtida pela energia fotovoltaica (laranja). Fonte: Donauer (2013).

4.2. Descrição das premissas para simulação

A Figura 16 apresenta uma descrição das características da curva de carga a ser atendida no Cenário 2, e a Figura 17 mostra um esquema da configuração dos equipamentos selecionados. No ANEXO I aparecem o resto dos parâmetros econômicos e técnicos usados para realizar a simulação. O objetivo da simulação é achar as características mais adequadas do sistema FV-Diesel para atender as necessidades de energia elétrica do presente cenário.

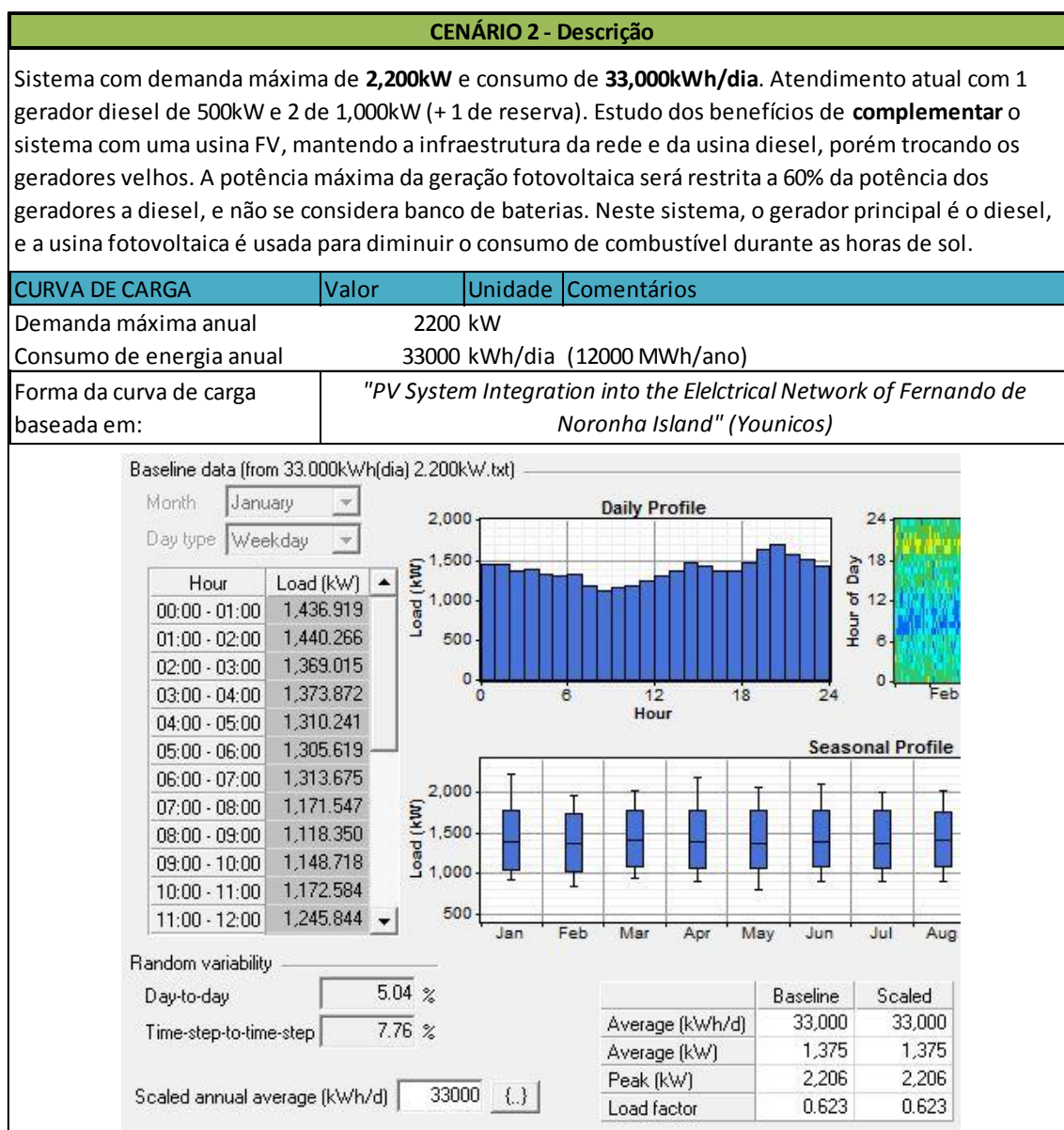


Figura 16 – Descrição do Cenário 2, contendo a curva de carga usada para a simulação com o software HOMER.

Cabe lembrar de novo que, de acordo com o apresentado no capítulo 2, “Avaliação do recurso solar”, foi usado o valor de 4.5 kWh/m²/dia para a irradiação global horizontal.

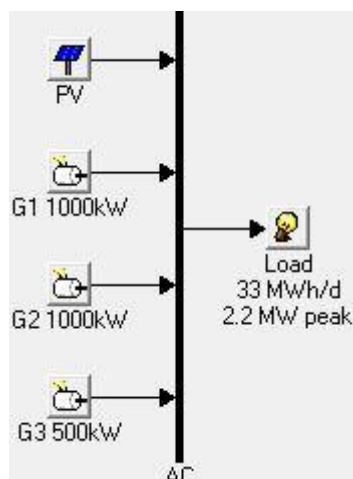


Figura 17 – Esquema da configuração Diesel-FV para fins de simulação do Cenário 2, com o software HOMER (o gerador a diesel de reserva não foi incluído na configuração técnica da simulação, para maior simplicidade, mas sim no cálculo econômico).

4.3. Resultados da simulação

A Figura 18 apresenta o preço da energia dos sistemas “Puro Diesel” e “FV-Diesel” nas condições do Cenário 2, fortemente influenciado pelo preço efetivo do diesel no local. De acordo com os resultados da simulação, o sistema “Puro Diesel” somente se mostra vantajoso economicamente quando o preço do diesel no local fica embaixo de 2.0 R\$/l.

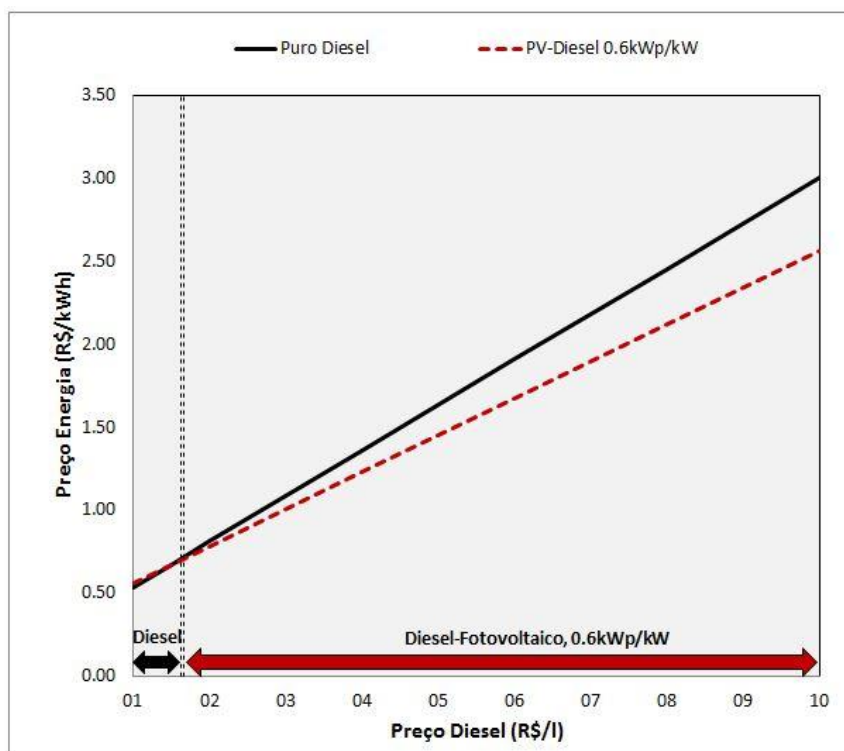


Figura 18 – Preço da Energia obtido pelos sistemas “Puro Diesel” e “FV-Diesel” nas condições do cenário 2, em função do preço efetivo do diesel no local; as setas horizontais na parte inferior do diagrama indicam a faixa na qual um sistema se mostra vantajoso economicamente.

A partir de 2.0 R\$/l, o sistema “PV-Diesel” consegue amortizar o maior investimento inicial com a compensação de um considerável menor custo de Operação e Manutenção ao longo do horizonte de 25 anos. Ainda que o sistema híbrido fique limitado a uma potência do gerador fotovoltaico de 2100 kWp (60% da potência instalada total dos geradores a diesel, segundo as premissas adotadas), essa configuração obtém uma economia de combustível relevante, do 20% (Figura 19).

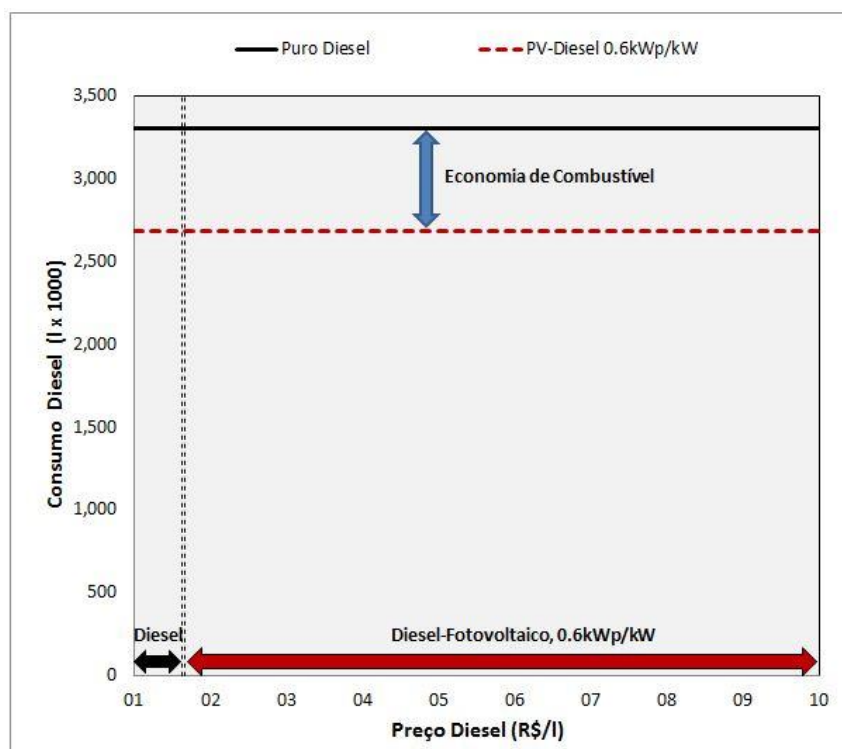


Figura 19 – Consumo de combustível (em milhares de litros por ano) dos sistemas “Puro Diesel” e “FV-Diesel” nas condições do cenário 2.

Considerando que, para sistemas de grande porte, a economia de combustível fica fortemente restringida pelos limites comerciais atuais da tecnologia de integração elétrica de energia fotovoltaica em redes formadas por geradores a diesel, cabe procurar alternativas para aumentar esse limite.

Uma possibilidade que valeria a pena avaliar é incrementar a integração de fotovoltaica através de subsistemas FV-Bateria-Inversor, onde o inversor de bateria não fosse o responsável para formar a rede, mas um contribuinte subordinado aos geradores térmicos. Para este fim, é interessante também estudar outras tecnologias de armazenamento, além das baterias chumbo-ácidas OPzS, que possam ser mais adequadas para armazenar na escala de vários ou até dezenas de MWh. As células de combustível reversíveis, como as baterias *redox-flow* ou as baterias de hidrogênio, foram ainda pouco comercializadas e apresentam complexidade e custos de investimento maiores, mas desfrutam de uma vida útil muito maior e permitem separar os dimensionamentos da potência e a energia, criando interesse para armazenagem de grande porte.

Outra possibilidade que deve ser fortemente avaliada, e em especial nos sistemas acima de 300 kW, é obter economia de combustível através do aproveitamento adicional de outros recursos renováveis locais. Energia hidráulica através de turbinas hidrocinéticas ou Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas termelétricas movidas a biomassa (que são pouco interessantes

em pequena escala pela relativa complexidade de produção do combustível), ou até energia eólica onde houver potencial, são alternativas tecnológicas bem conhecidas que obterão elevada viabilidade nesses locais isolados que sofrem por um alto preço dos combustíveis fósseis e desfrutam ao mesmo tempo de um bom recurso das diferentes fontes renováveis.

5. Conclusões e Recomendações

Os Sistemas Isolados brasileiros estão compostos por um amplo universo de localidades com demandas energéticas muito diversas, sendo que a grande maioria delas é atendida, atualmente, através de redes isoladas supridas com geradores a diesel. O preço do combustível fóssil costuma ser especialmente alto nas regiões afastadas e de difícil acesso. Ao mesmo tempo, um recurso solar que é abundante no país inteiro e especialmente homogêneo ao longo do ano no norte do Brasil abre a possibilidade de economizar grandes quantidades de combustível e custos nesses sistemas, mediante a integração de energia fotovoltaica.

O recurso solar numa determinada localidade pode ser facilmente estimado, para os sistemas que são objeto de estudo neste trabalho, através de atlas solarimétricos que usam modelos climatológicos e históricos de dados por satélite, sendo prescindível a medição direta mediante estação solarimétrica. Para aplicabilidade nos Sistemas Isolados brasileiros, destaca-se o Atlas Brasileiro de Energia Solar, que faz parte do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Ressource Assessment) e faz uso dos dados solarimétricos do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). No caso das simulações que foram realizadas no presente estudo, foi assumido um valor padrão conservador de 4.5 kWh/m²/dia como média anual da Irradiação Global Horizontal.

Assim, este trabalho estudou o potencial de integração da energia fotovoltaica nas redes elétricas dos sistemas isolados, demonstrando a viabilidade econômica dos sistemas híbridos FV-Diesel e apresentando suas principais características, em função do tamanho do sistema e do preço do combustível no local. Para atingir este fim, foi usado como ferramenta principal o software de simulação de sistemas de geração híbridos HOMER (v 2.68).

Foram realizadas duas simulações sobre dois cenários diferentes, apresentados nos capítulos 3 e 4. As premissas econômicas e técnicas usadas para os dois cenários são detalhadas no ANEXO I.

No caso de localidades com uma demanda máxima inferior a 300 kW, o mercado oferece atualmente, sistemas híbridos FV-Diesel-Bateria onde o Inversor da Bateria atua como formador da rede, permitindo manter os geradores a diesel desligados enquanto o gerador fotovoltaico fornece energia suficiente para manter o banco de baterias carregado. Nesses sistemas, o potencial de integração de energia fotovoltaica é enorme, conseguindo facilmente economias sobre o consumo do combustível acima do 80%, tendo isto grande impacto na quantidade de gases de efeito estufa emitidos na geração da eletricidade, e diminuindo consideravelmente o preço da energia ao mesmo tempo. De acordo com os resultados da simulação do Cenário 1 (localidade com demanda máxima de 250 kW e consumo de 2,500 kWh/dia), o preço da energia para um local onde o preço do combustível chegasse a 6R\$/l é 26% menor para um sistema híbrido FV-Diesel-Bateria (24h de Autonomia e 900 kWp) do que um sistema puramente movido a diesel.

Entretanto, para sistemas com uma demanda acima de 300 kW, a solução mais comum que o mercado oferece atualmente é a integração de energia fotovoltaica sem uso do banco de baterias, sendo os geradores a diesel os responsáveis para compensar a flutuação do recurso solar. Nesse caso, os limites técnicos (potência máxima do gerador fotovoltaico em função da potência dos geradores a diesel) e a impossibilidade de armazenar a energia diurna para uso noturno impedem a economia do combustível chegue a valores parecidos aos obtidos pelos

sistemas descritos anteriormente. A máxima economia de combustível possível num determinado sistema depende fortemente na relação entre a forma da curva de carga diária em relação à curva da produção fotovoltaica. De acordo com as premissas adotadas no Cenário 2 (localidade com demanda máxima de 2,200 kW e consumo de 33,000 kWh/dia), a integração de uma usina fotovoltaica de 2,100 kWp conseguiria uma economia de combustível de até 20% em relação a um sistema puramente suprido com geradores a diesel.

Assim, no caso de sistemas de grande porte, recomenda-se avaliar alternativas que permitam economizar mais combustível mediante a integração de maiores parcelas de energia renovável. Deve ser estudada, caso a caso, a possibilidade de aproveitamento de outros recursos renováveis locais, além do recurso solar. Energia hidráulica através de turbinas hidrocinéticas ou Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas termelétricas movidas a biomassa (que são pouco interessantes a pequena escala pela relativa complexidade de produção do combustível), ou até energia eólica onde houver potencial, são alternativas tecnológicas bem conhecidas que poderão ser viáveis nesses locais isolados que sofrem por um alto preço do combustível fóssil e desfrutam ao mesmo tempo de um bom recurso das diferentes fontes renováveis.

Outra possibilidade que vale a pena avaliar é o aumento da integração de fotovoltaica através de subsistemas FV-Bateria-Inversor, onde o inversor de bateria não seja o responsável por formar a rede, mas um contribuinte subordinado aos geradores térmicos. Nesse sentido, é interessante pesquisar outras tecnologias de armazenamento, além das baterias chumbo-ácidas OPzS, que possam ser mais adequadas para armazenar na escala de vários ou até dezenas de MWh, como as células de combustível reversíveis (entre elas as baterias *redox-flow* ou as baterias de hidrogênio).

6. Referências

DONAUER SOLAR DO BRASIL, Marco Nowak, 2013. *Mercado profissional e a experiência no Brasil*.

HOMER Energy, 2012. *Manual do software HOMER v.2.68*.

SMA, 2013. *Multiclustor Boxes for Sunny Island*.

SMA, 2013. *SMA Fuel Save Controller*.

STECA Elektronik, 2013. *PV Off Grid*.

SWERA, 2013. *Atlas e dados da Irradiação Global Horizontal no Brasil do INPE, o NREL e a NASA*:
<http://maps.nrel.gov/SWERA>

Tverberg, Geil, 2010. "World Oil Production – A Look Ahead". Site visitado em agosto 2013:
<http://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/World-Oil-Production-A-Look-Ahead.html>

Younicos, 2012. "PV System Integration into the Electrical Network of Fernando de Noronha Island. Study Report - Preliminary version".

Além das fontes citadas em cima, foram tomados como fonte de informação diversos Projetos de Referência recebidos na EPE para atendimento dos Sistemas Isolados.

ANEXO I – Premissas e parâmetros das simulações

O presente anexo detalha, em forma de tabelas, as diferentes premissas econômicas e técnicas que foram adotadas para realizar as simulações dos cenários 1 e 2, anteriormente apresentados. Todas as tabelas constam de quatro colunas que descrevem, respetivamente: o nome da premissa; o valor (se aplicável); as unidades (se aplicável); e um comentário explicativo ou a fonte do valor usado.

A Tabela 2 mostra os parâmetros econômicos usados para caracterizar os custos de investimento, troca e operação e manutenção dos principais elementos de um sistema híbrido. Destaca-se que estes parâmetros são valores médios estimados, e sujeitos, portanto, a uma determinada incerteza e variabilidade. Os valores usados foram obtidos usando diversas referências, sendo algumas declaradas por fabricantes e empreendedores que visitaram a EPE e outras de projetos de referência recebidos na mesma empresa.

Cabe ressaltar especialmente a incerteza dos valores de operação e manutenção, que podem apresentar grandes desvios em função da estratégia adotada em um determinado empreendimento. De qualquer forma, é destacável o menor custo de operação e manutenção de uma usina fotovoltaica comparativamente a uma usina termelétrica movida a diesel, sendo a pouca necessidade de atividades de manutenção (essencialmente limpeza) uma vantagem significativa dos empreendimentos fotovoltaicos. É importante lembrar que nos sistemas isolados o custo de operação e manutenção de qualquer usina será especialmente elevado, devido à dificuldade de acesso e a escassez de mão-de-obra.

Ressalta-se que todos os custos apresentados na Tabela 2 são custos específicos, i.e. são expressos em R\$ por unidade de potência ou energia. Este fato considera implícita a premissa de linearidade, segundo a qual, por exemplo, o preço específico de um gerador a diesel, em R\$/kW, é constante e independente do tamanho absoluto do gerador. Ainda que esta premissa não seja estritamente correta na realidade, é uma primeira aproximação que simplifica consideravelmente o estudo econômico e que o autor do presente documento considera como adequada para os fins deste trabalho. O autor reconhece que os valores absolutos dos resultados obtidos nas simulações poderiam apresentar leves desvios, sem isto afetar a validade das tendências apresentadas pelos diferentes sistemas e dos resultados qualitativos.

A Tabela 3 apresenta os parâmetros econômicos gerais adotados para a análise dos fluxos de caixa (horizonte de investimento, taxa de desconto, etc.). A Tabela 4 detalha os parâmetros técnicos dos geradores a diesel tomados como referência. Finalmente, a Tabela 5 descreve os parâmetros técnicos adotados para simular a usina fotovoltaica. Ressalta-se, nesse último caso, que a maioria de valores são *conservadores*, sendo que o desempenho dos equipamentos ao longo do horizonte de investimento e a vida útil dos mesmos poderão ser maiores que os valores usados.

Tabela 2 - Parâmetros econômicos, dos equipamentos principais, escolhidos para realização das simulações.

PARÂMETROS ECONÔMICOS - Custo de Investimento			
Equipamento	Custo de Investimento	Unidade	Comentários
Gerador Fotovoltaico	6500 R\$/kWp		Com transporte, instalação, estrutura, infraestrutura de conexão à rede, e acessórios
Controlador de Carga / Inversor Fotovoltaico	-	R\$/kWp	Custo do CC/IFV já incluído no Gerador FV
Bateria (OPzS)	1000 R\$/kWh		Com transporte, instalação e infraestrutura de cobertura
Inversor Formador de Rede	3000 R\$/kW		Com transporte e instalação
Gerador Diesel (2x180 + 1x180_reserva)	5250 R\$/kW		Com transporte e instalação. O valor padrão é 3500 R\$/kW, acrescido pelo gerador de reserva
Gerador Diesel (2x1000 + 1x500 + 1x1000_reserva)	4900 R\$/kW		Com transporte e instalação. O valor padrão é 3500 R\$/kW, acrescido pelo gerador de reserva

PARÂMETROS ECONÔMICOS - Custo de Troca			
Equipamento	Custo de troca	Unidade	Comentários
Gerador Fotovoltaico	-	R\$/kWp	Sem troca ao longo da vida útil do projeto
Controlador de Carga / Inversor Fotovoltaico	-	R\$/kWp	Custo do CC/IFV já incluído no Gerador FV
Bateria (OPzS)	900 R\$/kWh		Com transporte e instalação
Inversor Formador de Rede	3000 R\$/kW		Com transporte e instalação
Gerador Diesel	3500 R\$/kW		Com transporte e instalação

PARÂMETROS ECONÔMICOS - Operação e Manutenção (sem custos de troca)			
Equipamento	Custos O&M	Unidade	Comentários
Gerador Fotovoltaico	150	R\$/kWp/ano	Operação e Manutenção da Usina
Controlador de Carga / Inversor Fotovoltaico	-	R\$/kW/ano	Custo do CC/IFV já incluído no Gerador FV
Bateria (OPzS)	-	R\$/kWh/ano	Operação e Manutenção incluída no custo de O&M do Gerador FV
Inversor Formador de Rede	-	R\$/kW/ano	Operação e Manutenção incluída no custo de O&M do Gerador FV
Gerador Diesel	300	R\$/kW/ano	Operários

Tabela 3 – Outros parâmetros econômicos escolhidos para realização das simulações.

PARÂMETROS ECONÔMICOS - Outros Parâmetros			
OUTROS PARÂMETROS	Valor(es)	Unidade	Comentários
Preço Diesel	2...10 R\$/L		Sensibilidade regiões remotas
Taxa de Desconto	6 %		
Vida útil do projeto	25 anos		Garantia gerador fotovoltaico
Não atendimento da carga máximo	0.3 %		Equivalente a 1 dia por ano

Tabela 4 – Parâmetros dos geradores a diesel escolhidos para realização das simulações.

PARÂMETROS TÉCNICOS - GERADORES A DIESEL			
GERADOR DIESEL - GERAL	Valor	Unidade	Comentários
Vida útil	30000 h		Padrão HOMER
Mínima fração de carga	30 %		Padrão HOMER

GERADOR DIESEL 180kW	Valor	Unidade	Comentários
Consumo 50% da carga (90kW)	31.9 L/h		Fonte: Caterpillar Prime LowBSF 60Hz
Consumo 75% da carga (135kW)	42.8 L/h		Fonte: Caterpillar Prime LowBSF 60Hz
Consumo 100% da carga (180kW)	52.9 L/h		Fonte: Caterpillar Prime LowBSF 60Hz
Intercept coeff. (no-load consump.)	0.0613 L/h/kW rated		Cálculo HOMER usando dados consumo
Slope (marginal consumption)	0.2333 L/h/kW output		Cálculo HOMER usando dados consumo

GERADOR DIESEL 500kW	Valor	Unidade	Comentários
Consumo 50% da carga (250kW)	70.8 L/h		Fonte: Caterpillar Prime LowBSF 60Hz
Consumo 75% da carga (375kW)	101.2 L/h		Fonte: Caterpillar Prime LowBSF 60Hz
Consumo 100% da carga (500kW)	134.0 L/h		Fonte: Caterpillar Prime LowBSF 60Hz
Intercept coeff. (no-load consump.)	0.0144 L/h/kW rated		Cálculo HOMER usando dados consumo
Slope (marginal consumption)	0.2528 L/h/kW output		Cálculo HOMER usando dados consumo

GERADOR DIESEL 1000kW	Valor	Unidade	Comentários
Consumo 50% da carga (500kW)	151.1 L/h		Fonte: Caterpillar Prime LowBSF 60Hz
Consumo 75% da carga (750kW)	210.3 L/h		Fonte: Caterpillar Prime LowBSF 60Hz
Consumo 100% da carga (1000kW)	271.6 L/h		Fonte: Caterpillar Prime LowBSF 60Hz
Intercept coeff. (no-load consump.)	0.0303 L/h/kW rated		Cálculo HOMER usando dados consumo
Slope (marginal consumption)	0.2410 L/h/kW output		Cálculo HOMER usando dados consumo

Tabela 5 – Parâmetros da usina fotovoltaica escolhidos para realização das simulações.

PARÂMETROS TÉCNICOS - USINA FOTOVOLTAICA			
GERADOR FOTOVOLTAICO	Valor	Unidade	Comentários
Vida útil	25 anos		
Inclinação	10 °		Válido para Região Norte
Azimuth	180 °		(°) Oeste do Sul
Albedo	20 %		Padrão HOMER
Derating Factor (CC/CA ou CC/CC)	68 %		Incluindo eficiência do CC/IFV e degradação média em 10 anos.

Calculator for Overall DC to AC Derate Factor		
Component Derate Factors	Component Derate Values	Range of Acceptable Values
PV module nameplate DC rating	0.97	0.80 - 1.05
Inverter and Transformer	0.94	0.88 - 0.98
Mismatch	0.98	0.97 - 0.995
Diodes and connections	0.995	0.99 - 0.997
DC wiring	0.98	0.97 - 0.99
AC wiring	0.99	0.98 - 0.993
Soiling	0.92	0.30 - 0.995
System availability	0.95	0.00 - 0.995
Shading	1	0.00 - 1.00
Sun-tracking	1	0.95 - 1.00
Age	0.90	0.70 - 1.00
Overall DC to AC derate factor	0.678	

Fonte tabela: PV Watts

INVERSOR FORMADOR DE REDE	Valor	Unidade	Comentários
Vida útil	15 anos		Padrão HOMER
Eficiência	93.5 %		Max. Sunny Island 95%

RETIFICADOR	Valor	Unidade	Comentários
Capacidade relativa ao IFR	200 %		Sunny Island
Eficiência	85 %		Padrão HOMER

BATERIAS	Valor	Unidade	Comentários
Capacidade Nominal	4700 Ah		(Maior modelo da Hoppecke OPzS)
Eficiência de ciclo completo	86 %		Padrão HOMER bateria OPzS
Tensão Nominal	2 V		
Mínimo estado de carga	30 %		
Tempo máx. antes de troca forçada	8.5 anos		
Curva de capacidade e curva de número de ciclos, a partir do catálogo da Hoppecke OPzS:			

Capacity curve	
Current (A)	Capacity (Ah)
47.00	4,700.00
87.10	4,355.00
166.80	4,004.00
348.80	3,488.00
605.60	3,028.00

Lifetime curve	
Depth of Discharge (%)	Cycles to Failure
20	8,000
30	5,200
40	3,800
50	2,900
60	2,250
70	1,800
80	1,500